

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Анализ основных закономерностей и характера коррозионного разрушения объектов добычи нефти и газа на месторождениях Западной Сибири	

УДК 622.276.05:620.193-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Филиппов Константин Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Филиппову Константину Андреевичу

Тема работы:

Анализ основных закономерностей и характера коррозионного разрушения объектов добычи нефти и газа на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Процесс коррозии на месторождениях Западной Сибири, научно-техническая документация, научно-техническая литература
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Виды коррозии и факторы влияющие на неё; методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования; особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин; требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин; обзор влияния коррозии на фонд добывающих скважин месторождения Х; защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на месторождениях Западной Сибири; анализ ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования для геологических условий Западной Сибири; анализ технологий ингибирования погружного скважинного оборудования; современный подход и модернизация защитных систем насосно-

	компрессорных труб и промышленного оборудования
--	-------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Проблемы борьбы с коррозией нефтепромышленного оборудования при добыче нефти и газа
Современный практический подход к защите нефтепромышленного оборудования от коррозионной агрессивности
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Филиппов Константин Андреевич		18.02.2018

Обозначения, определения и сокращения

ПЭД - Погружной электрический двигатель

ЭЦН - Электрический центробежный насос

НКТ - Насосно-компрессорные трубы

УЭЦН - Установка электрического центробежного насоса

ППД – Поддержания пластового давления

ПАВ – Поверхностно активные вещества

ПДК - Предельно допустимая концентрация

ПУЭ - Правила устройства электроустановок

АСПВ - Асфальтосмолопарафиновые вещества

МРП - Межремонтный период скважины

УДВ - Устройство доливки вводов

ЛКМ - Лакокрасочные материалы

ПРС - Подземный ремонт скважин

МАС - Магнитный аппарат скважинный

ДЦП - Диффузионно - цинковое покрытие

ТУ - Технические условия

УДХ - Установка дозирования химического реагента

ЦА - Цементируочный аппарат

СПО - Спуско - подъемные операции

КРС - Капитальный ремонт скважин

ЭХЗ - Электрохимическая защита

ОПИ - Опытно - промышленные испытания

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 87 страниц, в том числе 15 рисунков, 16 таблиц, 21 источник информации.

Ключевые слова: коррозия, ингибитор коррозии, причины коррозии, методы защиты от коррозии, месторождение, нефть, газ, нефтепромысловое оборудование.

Объектом исследования являются методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования.

Цель работы – исследование причин возникновения коррозии нефтепромыслового оборудования и способов борьбы с ней.

В процессе исследования были рассмотрены различные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности, охране окружающей среды.

В результате исследования был произведен анализ различных методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования на месторождениях Западной Сибири. На основании результатов анализа было выявлено, что максимальным положительным эффектом обладает совмещение нескольких методов противокоррозионной защиты.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА	9
1.1. Виды коррозии и факторы, влияющие на неё	9
1.2. Методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования	9
1.3. Особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин	9
1.3.1. Особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных скважин	
1.3.2. Способы защиты оборудования для добычи газа и условия их применения... ..	
1.4. Коррозия оборудования систем поддержания пластового давления	9
1.5. Требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин	26
2. СОВРЕМЕННЫЙ ПРАКТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ	29
2.1 Обзор влияния коррозии на фонд добывающих скважин месторождения X 29	
2.2 Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на месторождениях Западной Сибири	30
2.3 Анализ ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования для геологических условий Западной Сибири	32
2.4 Анализ технологий ингибирования погружного скважинного оборудования.... ..	36
2.5 Современный подход и модернизация защитных систем насосно- компрессорных труб и промыслового оборудования	36
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
3.1. Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования	56
3.2. Оценка эффективности неметаллических покрытий	56
3.3. Оценка эффективности электрохимзащиты и протекторной защиты	57
3.4. Оценка эффективности технологических методов защиты	57
3.5. Сравнительная оценка разных методов защиты	58
3.5.1. Единый критерий сравнительной оценки	58

3.5.2. Сбор исходных данных для расчета.....	60
3.5.3. Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС	61
3.5.4. Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом периоде.....	62
3.5.5. Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты.	62
3.5.6. Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС:	62
3.5.7. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин.....	63
3.5.8. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования.....	64
3.5.9. Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии	67
3.5.10. Расчет экономического эффекта.....	67
4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
4.1 Производственная безопасность.....	70
4.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснования мероприятий по их устранению	71
4.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	71
4.2.2 Превышение уровней шума	72
4.2.3 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.....	72
4.2.4 Тяжесть и напряженность физического труда	73
4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	73
4.3.1 Электрический ток	73
4.3.2 Экологическая безопасность.....	75
4.3.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
4.3.4 Пожароопасность	79
4.3.5 Взрывоопасность.....	80
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
Список используемых источников:.....	86

ВВЕДЕНИЕ

В процессе разработки месторождений углеводородного сырья огромное значение имеет повышение надежности и долговечности работы нефтегазопромыслового оборудования и промысловых трубопроводов, которое тесно связано с процессом коррозии. Под коррозией понимается самопроизвольно протекающее химическое взаимодействие металла со средой, приводящее к изменению свойств этого металла или изготовленной из него металлоконструкции. В таком определении подчеркивается, во-первых, что коррозионный процесс протекает самопроизвольно, то есть без получения энергии извне. Во-вторых, что в основе его лежит химическое взаимодействие металла со средой. Наконец, третий момент, следствием коррозии всегда является изменение свойств металла. Это могут быть химические свойства самого металла (например, переход в окисленное состояние), его механические свойства (пластичность, прочность), эксплуатационные свойства металлоконструкции (несущая способность) и др.

Изменение свойств металлов при коррозии может послужить причиной к разрушению металла или металлоконструкции. Металл, пораженный коррозией, способен еще продлевать эксплуатироваться в течение определенного периода при тщательном контроле состояния коррозии. Использование методов защиты от коррозии обеспечивает удлинить срок службы оборудования, таким образом, сократить расходы на его ремонт и замену. С целью снижения коррозии и обеспечения сохранности нефтегазопромыслового оборудования используется ряд методов, в том числе ингибиторная защита.

1. ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

1.1. Виды коррозии и факторы, влияющие на неё

Информация данного раздела (стр. 9 – 16) удалена, так как содержит конфиденциальную информацию.

1.2. Методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования

Информация данного раздела (стр. 16 – 18) удалена, так как содержит конфиденциальную информацию.

1.3. Особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин

Информация данного раздела (стр. 18 – 23) удалена, так как содержит конфиденциальную информацию.

1.4. Коррозия оборудования систем поддержания пластового давления

Защиту от коррозионного разрушения оборудования для поддержания пластового давления целесообразно начинать с технологических мероприятий

Водоподготовку промышленных стоков при закачке их в поглощающие горизонты осуществляют на сооружениях механической очистки: нефтеловушках-отстойниках, флотаторах, фильтрах. Нефтеловушки позволяют снизить содержание нефтепродуктов и механических примесей в промстоках до 100—150 и 50—100 мг/л соответственно, флотаторы — до 10—50 и 10—40 мг/л; в фильтрах с песчаной загрузкой — до 2—10 мг/л, а в фильтрах с загрузкой из пористой керамики с диатомитовым слоем — практически до нуля.

Особенно эффективное технологическое мероприятие-раздельная обработка сероводородсодержащих и железосодержащих вод, что позволяет уменьшить коррозионную агрессивность сточных вод примерно в 2 раза.

Удаление кислых и щелочных стоков на установках подготовки нефти и отвод их в отдельную канализацию позволяют снизить коррозионную агрессивность сточных вод в 2—3 раза.

Для предотвращения попадания кислорода в систему транспортирования сточных вод важно на стадии обустройства или реконструкции действующих установок и насосных станций заменить пруды дополнительного отстоя, песколовки и другие открытые сооружения на закрытые отстойники.

Снижение количества растворенного кислорода в воде может быть достигнуто удалением его деаэрацией. В нефтедобывающей промышленности при больших расходах деаэрируемой воды наиболее предпочтительна деаэрация воды без нагрева только вакуумированием, которое обеспечивает конечную концентрацию растворенного кислорода в воде $0,05 \text{ г/м}^3$. Эта величина деаэрации воды вполне достаточна, поскольку после смешения ее с основной массой подготавливаемых по закрытой системе сточных вод суммарное содержание в них кислорода не превысит $0,5 \text{ г/м}^3$. Для снижения содержания кислорода в нефтепромысловых водах до $0,05 \text{ г/м}^3$ при плотности орошения $0,014 \text{ м}^3/\text{м}^2$ составлен размерный ряд деаэрационных установок производительностью $0,006$; $0,012$; $0,024$ и $0,036 \text{ м}^3/\text{с}$ типа устройства доливки вводов (УДВ).

Гетерогенность сварных соединений может быть резко снижена и стабилизирована во времени подбором специальных электродов, режимов сварки и применением термической обработки.

Оптимальные режимы сварки и сварочные материалы необходимо выбирать с учетом коррозионно-механического старения металла сварных соединений под действием эксплуатационных нагрузок и сред.

Наибольшее применение для внутренней защиты труб нашли лакокрасочные покрытия. Применяемые с этой целью лакокрасочные материалы должны обладать хорошими технологическими свойствами при нанесении на внутреннюю поверхность труб, химической стойкостью в

минерализованных водных средах при температуре до 333 К, сохранять высокие защитные свойства в течение 14 — 15 лет и иметь низкую стоимость.

Для защиты от коррозии деталей промышленных центробежных насосов и арматуры применяют порошковые полимерные материалы, которые значительно отличаются от лакокрасочных свойствами и технологией формирования покрытий.

Технологический процесс нанесения покрытий из порошковых полимерных материалов предусматривает выполнение ряда операций. Подготовка деталей к внесению покрытия включает механическую обработку сопрягаемых поверхностей для сохранения их номинальных размеров с учетом покрытия, при этом острые углы и кромки на покрываемых поверхностях должны быть скруглены.

Для последующей очистки деталей применяют пескоструйную обработку металлическим песком мелкой фракции (0,3 — 0,5 мм) с помощью пескоструйных аппаратов всасывающего или нагнетательного типов. После этого поверхности металла обдувают сжатым воздухом и обезжиривают ацетоном, бензином или уайт-спиритом в специальной камере, оборудованной вытяжной вентиляцией. При появлении на очищенной поверхности ржавчины процесс очистки следует повторить.

Предварительный нагрев детали необходим для удержания слоя порошка и равномерного растекания его на поверхности детали. Целесообразно, чтобы температура детали к моменту нанесения порошкового полимера была на 300 - 310 К выше температуры его пленкообразования.

Наиболее широко распространенный метод защиты от коррозии оборудования системы поддержания пластового давления - применение ингибиторов.

В настоящее время при вводе ингибиторов в транспортируемые и закачиваемые в скважины сточные воды применяют периодическую и непрерывную дозировку.

В условиях бактериального заражения и наличия сероводорода более эффективными, чем ингибиторы коррозии, являются ингибиторы-бактерициды, обладающие одновременно противокоррозионной и бактерицидной активностью.

1.5. Требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин

Защита от коррозии является одной из важнейших технических, научных и экономических проблем.

Применение лакокрасочных материалов (ЛКМ) является наиболее распространенным способом борьбы с коррозией в силу своей высокой технологичности и относительной дешевизны. Стоимость финских ЛКМ оказывается ниже стоимости отечественных ЛКМ, при более высокой технологичности и стабильно высоком качестве покрытий «Текнос». Срок службы покрытий по результатам испытаний оценивается в 25-30 лет. Официальным партнером АО «Текнос» в России является НПО «ВИЛАНА».

ЗАО ПОЛИЭКС разработан магнитный аппарат скважинный (МАС-2), который предназначен для магнитной обработки жидкости с целью:

- предотвращения АСПО, отложения солей;
- повышения приемистости нагнетательных скважин;
- снижения коррозионной активности жидкостей.

Применение МАС на месторождениях Западной Сибири позволило сократить число подземного ремонта скважин(ПРС) в 4,3 раза, МПР увеличилось почти в 2 раза. В наземных системах аппараты могут быть установлены непосредственно в трубопровод.

Для эксплуатации в скважинах с осложненными условиями, необходимо приобретать УЭЦН в износостойком и коррозионно-стойком исполнении.

Предупреждение коррозии

В составе добываемого газа присутствует агрессивный компонент - углекислый газ (среднее содержание составляет 2,27 %). Поэтому продукция скважин обладает повышенной коррозионной активностью и может вызвать интенсивную коррозию скважинного и газопромыслового оборудования. Основной вид коррозионных повреждений скважинного оборудования – локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Для месторождений Западной Сибири рекомендуется изготовление подземного и наземного оборудования из материалов, обладающих соответствующими антикоррозионными свойствами и применение ингибиторов коррозии. Главным требованием, предъявляемым к ингибитору коррозии, является достижение эффективной защиты от коррозии.

К испытанию могут быть рекомендованы следующие ингибиторы коррозии:

- Олазол-1, Олазол Т2П и другие модификации представляют собой раствор смеси азотсодержащих соединений в органическом растворителе (разработка Всероссийского научно-исследовательский институт коррозии ОАО «ВНИИК», г. Москва);
- СНПХ-1004, СНПХ-6301, СНПХ-6014 – катион активное ПАВ и смеси органических растворителей – защита систем нефтесбора и утилизации сточных вод, содержащих H_2S и CO_2 , подавление роста сульфатовосстанавливающих бактерий;
- Dodicor 1830, Сонкор и др.

Выбор реагентов по защите внутренней поверхности металлов от коррозии производится по результатам лабораторных и промысловых исследований конкретных коррозионно-активных сред и промысловым испытаниям различных марок ингибиторов коррозии в этих средах, как правило, в начальный период эксплуатации месторождения.

Решающими при выборе ингибитора коррозии в большей мере являются их эффективность и стоимостные показатели.

Требования к ингибиторам коррозии, применяющимся на объектах нефтедобычи и газодобычи, различаются и определяются условиями добычи и эксплуатационными свойствами добываемых флюидов. В таблице 1 приведены некоторые отличия между ингибиторами коррозии для газовых и нефтяных месторождений.

Таблица 1 – Ингибиторы коррозии на газовых и нефтяных месторождениях

Ингибиторы на газовых месторождениях	Ингибиторы на нефтяных месторождениях
Должны растворяться в газовом конденсате и/или спиртах, а также в водно-метанольном или водно-этиленгликолевом растворе	Не растворяются в газовом конденсате, растворяются в нефти и др.
Применяются совместно с другими реагентами: ингибиторами гидратообразования (метанол, моноэтиленгликоль) и др.	Применяются совместно с другими реагентами: ингибиторы парафиноотложения или солеотложения и др.
Не должны приводить к пенообразованию, образованию эмульсии в среде «конденсат-вода» и ухудшению разделения фаз жидкой среды: обычно ингибитор должен содержать в своем составе необходимые добавки (деэмульгатор, пеногаситель и др.)	Ингибитор может не содержать в своем составе деэмульгатор. Деэмульгатор добавляется в добываемые углеводороды (нефть) отдельно

2. СОВРЕМЕННЫЙ ПРАКТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ

2.1 Обзор влияния коррозии на фонд добывающих скважин Урманского месторождения

На Урманском месторождении находящимся в Западной Сибири, на фонд добывающих скважин были применены различные типы защиты от коррозии внутрискважинного оборудования. В ходе эксплуатации был произведен анализ эффективности рассматриваемых методов. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнительный анализ применения средств защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

№	Куст	Скважина	Тип применяемой защиты	Состав подвески	Зона поврежден ий	Тип коррозионного повреждения
1	4	222	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно - цинковое покрытие	НКТ ДЦП+ УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
2	5	110	Диффузионно -цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	ЭЦН в работе (не демонтирован)	ЭЦН в работе (не демонтирован)
3	4	230	Диффузионно -цинковое покрытие Внутреннее защитное покрытие	НКТ ДЦП+НКТ MajorPacK +УЭЦН	Коррозион ные отверстия	Сквозное отверстие
4	4	227	Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС-3000 +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия по телу УЭЦН и кабелю	Сквозное отверстие
5	5	234	Диффузионно -цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия брони удлинителя	Мейза-коррозия

2.2 Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на месторождениях Западной Сибири

Месторождения нефти Западной Сибири находятся на различных стадиях разработки, причем основная часть - на поздней стадии. Естественно, что чем на более поздней стадии разработки находится месторождение, тем большему числу отказов подвергается нефтепромысловое оборудование. Причём в общем количестве отказов оборудования постоянно растет доля отказов по причине коррозии. Это связано с двумя основными факторами: изношенностью оборудования и повышением коррозионной агрессивности контактирующих с ним нефтепромысловых сред. В свою очередь, повышение коррозионной агрессивности связано с широким рядом причин, среди которых следует выделить: рост обводнённости добываемой продукции и снижение загрузки нефтепроводов, приводящие к расслоению водонефтяных эмульсий и образованию застойных водных скоплений; использование различных методов повышения нефтеотдачи (закачка HCl, CO₂ и других агрессивных сред, гидроразрыв пласта и другие физические методы, приводящие к повышенному выносу механических примесей); заражение нефтепромысловых сред коррозионно-агрессивной микрофлорой.

Для подавления коррозии в скважинах рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р, из новых более прочных и стойких сталей типа 13ХФА, 09ГСФ;
- в условиях углекислотной коррозии - применение НКТ с содержанием хрома 5 % - есть успешный опыт применения на Западной Сибири;
- при глушении скважин солевыми растворами необходимо очищать их от частиц нерастворимых примесей;
- применение метода периодической закачки или постоянной дозировки в затрубное пространство скважин ингибиторов коррозии ВИСКО-938, Додикор, Кормастер 1025, Servo VCA-148, VCA-497 или др.

Все эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях Томской области со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год. Наиболее эффективными по результатам испытаний на месторождениях Томской области (Герасимовское, Ван-Еганское) показали себя ингибиторы фирмы ServoDeldenLtd (Нидерланды) VCA-148, VCA-497. Ингибиторы Servo VCA-497 обладают комплексным ингибиторным и бактерицидным воздействием, что в условиях разрабатываемого месторождения позволяет бороться с СББ (сульфатовосстанавливающими бактериями). Достоинством ингибиторов при их закачке в скважину является защита не только внутрискважинного оборудования, но и выкидных линий, нефтесборных сетей. Однако применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг). Подбор эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований применительно к составу воды данного месторождения с последующими промышленными испытаниями.

Из пассивных методов защиты может быть рекомендовано к ОПИ использование НКТ с содержанием хрома до 5 %. Коррозионная стойкость данного вида НКТ обусловлена образованием на их поверхности непроницаемой пассивирующей плёнки, стабильной до 120 – 150 °С. В настоящее время данный способ успешно зарекомендовал себя на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК и ООО «Газпромнефть-Восток» (Чкаловское, Герасимовское).

Приоритетные мероприятия по защите УЭЦН от коррозии включают использование погружных электродвигателей и гидрозащит с высокоскоростным газопламенным напылением.



Рисунок 7 – Корпус погружного электродвигателя с нанесенным антикоррозионным покрытием

2.3 Анализ ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования для геологических условий Западной Сибири

Многолетний опыт борьбы с коррозией в нефтегазодобывающей промышленности показал, что наиболее эффективным и экономичным способом защиты является применение ингибиторов коррозии. Механизм защитного действия ингибиторов коррозии в основном заключается в образовании на поверхности металлов защитных пленок, с помощью которых осуществляется разделение агрессивной среды и металла.

Таблица 3 – Рекомендуемые области применения ингибиторов коррозии

Область применения	Ингибиторы коррозии
Для защиты нефтепромыслового оборудования от сероводородной коррозии и коррозии, вызываемой смесью сероводорода и углекислого газа, могут применяться также при соляно-кислотных обработках скважин. Замедляют коррозию сталей в растворах серной и соляной кислот	И-1-А, И-1-В, "Север-1" И-3-А, И-4-А, И-21-Д

Продолжение таблицы 3:

Для защиты от коррозии нефтегазопромыслового оборудования, вызываемой пластовыми и сточными водами, как содержащими, так и не содержащими сероводород	И-4-Д
Для защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород, смесь сероводорода с углекислотой, кислород	Тайга-1" (И-5-ДНК), "Тайга-2" (И-5-ДТМ), И-30-Д, Газохим, Нефтехим И-2-Е, И-К-10
Для подавления жизнедеятельности СВБ, для защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород или смесь сероводорода с углекислотой	И-К-40

Ингибиторы коррозии серии «Unicor WS» обладают высокой степенью перехода из нефтяной фазы в водную, обеспечивая надежную защиту поверхности металла в широком интервале обводненности транспортируемой жидкости. В высокоминерализованных средах, содержащих растворенный диоксид углерода (марки ингибитора коррозии «Unicor WS-101, 102, 103») и сероводород (марки ингибитора коррозии «Unicor WS-104, 105, 106»), ингибиторы коррозии серии «Unicor WS» обеспечивают надежную защиту. Они обладают отличными эксплуатационными характеристиками, низкой рабочей дозировкой, совместимы с реагентами подготовки нефти. На сегодняшний день компанией «Юнитек» проводятся опытно-промышленные испытания реагентов серии «Unicor WS» в Западной Сибири.

Таблица 4 – Физико-химические показатели ингибиторов

Наименование показателей	Норма / марки		
	WS-101	WS-102	WS-103
1. Внешний вид при 20 °С	Однородная жидкость от желто-коричневого до темно-коричневого цвета		
2. Плотность при 20 °С, г/см ³	0,95-1,05 (1,00±5%)	0,95-1,05 (1,00±5%)	0,95-1,05 (1,00±5%)
3. Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт, не более	20	20	20
4. Температура застывания, °С, не выше	минус 50		
5. Массовая доля нелетучих компонентов, % масс, в пределах	19,2-24,2 (22,0±10)	18,0-22,0 (20,0±10%)	16,2-19,8 (18,0±10%)
6. Растворимость:			
-в минерализованной воде	растворим		
-в нефти	диспергирует		
7. Вязкость кинематическая при минус 40 °С, мм ² /с, не более	500	500	500
8. Коррозионная агрессивность товарной формы ингибитора при 20 °С, г/м ² *час стали марки Ст.3, не выше	0,089	0,089	0,089
9. Содержание ингибитора коррозии в водной фаз	Не нормируется		
10. Эффективность действия реагента в условиях углекислотной коррозии при удельном расходе 30 мг/дм ³ , %, не менее	90		

Ингибитор коррозии «Unicor» марки WS-108, WS-108S

Применение: предназначен для защиты оборудования и трубопроводов систем поддержания пластового давления от коррозии, обусловленной воздействием высокоминерализованных сред, содержащих растворенные агрессивные газы. Рекомендуется непрерывно дозировать в систему сбора нефти или систему поддержания пластового давления, оптимальная дозировка устанавливается по результатам опытно-промысловых испытаний.

Таблица 5 – Физико-химические показатели ингибиторов WS-108, WS-108S

Наименование показателей	Норма / марки	
	WS-108	WS-108S
1. Внешний вид при 20 °С	Однородная прозрачная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	
2. Плотность при 20 °С, г/см ³	0,95-1,05 (1,00±5%)	0,93-1,02
3. Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт, не более	20	
4. Температура застывания, °С, не выше	минус 50	минус 20
5. Массовая доля нелетучих компонентов, % масс, в пределах	18,0-22,0 (20,0±10%)	10
6. Растворимость: -в минерализованной воде -в нефти	растворим	
	диспергирует	
7. Вязкость кинематическая при минус 40 °С, мм ² /с, не более	500	

8. Коррозионная агрессивность товарной формы ингибитора при 20 °С, г/м2*час стали марки Ст.3, не выше	0,089
9. Содержание ингибитора коррозии в водной фазе	Не нормируется
10.Эффективность действия реагента в условиях углекислотной коррозии при удельном расходе 30 мг/дм3, %, не менее	90

2.4 Анализ технологий ингибирования погружного скважинного оборудования

Информация данного раздела (стр. 36 – 46) удалена, так как содержит конфиденциальную информацию.

2.5 Современный подход и модернизация защитных систем насосно-компрессорных труб и промышленного оборудования

Технологии Majorpack применяются для защиты погружного оборудования, эксплуатируемого в агрессивных условиях (коррозионные среды и АСПО). В процессе разработки инженеры компании учитывали, как базовые коррозионные уровни среды (электрохимические и химические), так и основные осложняющие факторы, усиливающие развитие коррозии в скважинах, такие как блуждающие токи, биметаллический контакт, термоконтакт, температуру, дефекты тела трубы, усталостные трещины (например, от вибрации ЭЦН при длительной эксплуатации и т.д.). Также учитывалось воздействие неблагоприятных факторов, связанных с характером течения жидкости в НКТ: смена фаз, завихрения, неравномерности потока, кавитация, турбулентность и др.

Предлагаемые антикоррозионные покрытия Majorpack представляют собой многофакторную систему защиты, которая сочетает как протекторные, так и барьерные свойства (рисунок 9). В настоящее время линейка Majorpack включает покрытия, состоящие из интерметаллидного слоя (протекторная защита), который наносится на НКТ диффузионным способом, и наносимого поверх него многокомпонентного полимера (барьерная защита). Также производятся и чисто полимерные покрытия в качестве исключительно барьерного метода защиты.

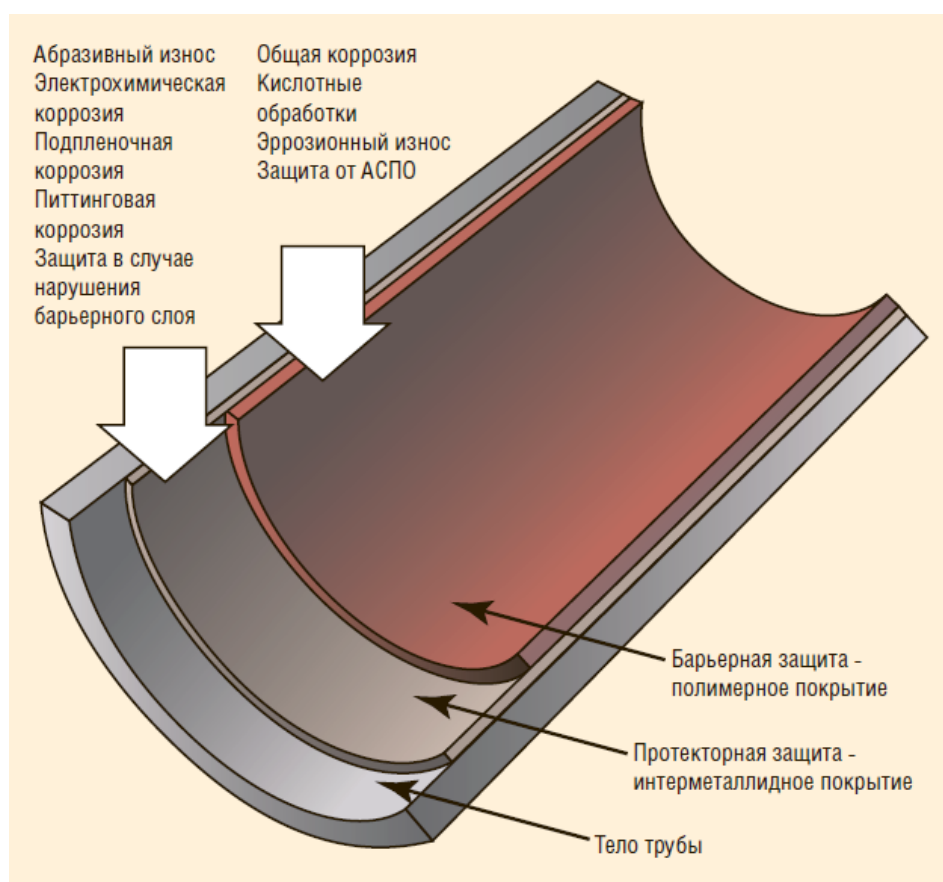


Рисунок 9 – Барьерная и протекторная защита Majorpack

Состав многокомпонентного полимера подбирается под конкретные скважинные условия и обеспечивает защиту от химической и кислотной коррозии, а также потоковых явлений. Также он обладает хорошими гидрофобными свойствами и снижает вероятность отложений АСПВ. Интерметаллидный (протекторный) слой защищает НКТ от

электрохимической, подпленочной и питтинговой коррозии, обеспечивая катодную защиту поверхности и тела трубы в случае повреждения барьерного слоя. В том числе он выполняет функцию праймера для барьерного слоя.

Протекторный слой отличается высокой адгезией к телу НКТ (более 30 МПа) и микротвердостью (в 2,5 раза выше стали N80), а также повышенной стойкостью к физическому воздействию. Этот слой наносится на 100% поверхности НКТ – внутри, снаружи, на резьбовые соединения и муфты. Особо следует отметить полную ремонтпригодность НКТ с покрытиями Majorpack.

Таблица 8 – Защитное покрытие Majorpack MPAG96

Ключевые факторы	<i>MPAG96</i>
Солевая коррозия	+
Углекислый газ (CO ₂)	+
Сероводород (H ₂ S)	+
Кислотная обработка	+
АСПО	+
Гидрофобность	+
Защита резьбового соединения	+
Температуроустойчивость	>200 °C
Адгезия	12 МПа

Флагманское покрытие в линейке нашей компании – Majorpack MPAG96 (рисунок 10). Это универсальная многофакторная технология, обеспечивающая комплексную защиту НКТ при наличии таких осложняющих факторов, как агрессивная углекислотная коррозия, сероводородная коррозия, АСПО. Одновременно обеспечивается защита резьбового соединения. Наличие протекторного интерметаллидного слоя увеличивает ресурс резьбового соединения до 60 СПО (операции свинчивания и развинчивания).

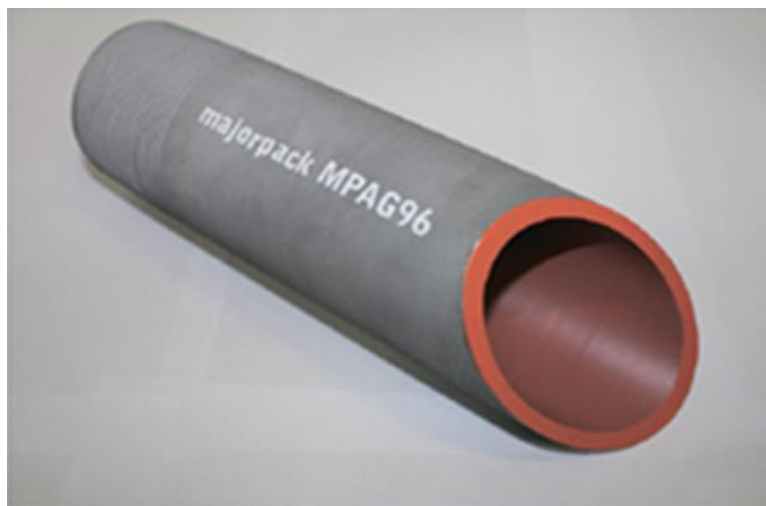


Рисунок 10 – Защитное покрытие Majorpack MPAG96

Термостойкость покрытия позволяет ему выдерживать рабочие температуры свыше 200°C . Адгезия к телу трубы составляет 12 МПа. Промысловые испытания НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 проходили на одном из месторождений Нижневартовского региона. Спуск НКТ состоялся в ноябре 2012 года. Текущая наработка оборудования на коррозионном фонде составляет больше 1000 суток. Все подвески НКТ по-прежнему находятся в работе.

С января 2012 года на Урманском месторождении ООО «Газпромнефть-Восток» проводились испытания НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 модификации С. Для скважин месторождения до применения наших покрытий была характерна агрессивная углекислотная коррозия, а среднее время эксплуатации НКТ до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, составляло порядка 150 суток. Срок опытно-промышленных испытаний (ОПИ) НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG 96 был установлен Заказчиком в 205 суток. По истечении этого срока на рабочей поверхности труб с покрытием никаких механических повреждений выявлено не было; покрытие не утратило блеска и гладкости, следов коррозии или разрушения покрытия также не было обнаружено. ОПИ признаны успешными: покрытие полностью доказало свою эффективность в борьбе с самыми агрессивными коррозионными средами и осложненными

условиями добычи. Положительные результаты были получены также по итогам ОПИ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ТПП «Урайнефтегаз») (рисунок 11). Все десять спущенных комплектов НКТ по-прежнему находятся в работе, из них семь отработали свыше 600 сут (срок подконтрольной эксплуатации). За весь период не зафиксировано ни одного отказа ГНО по причине выхода подконтрольных НКТ из строя. Средняя наработка на отказ до внедрения НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 составляла 217 суток, после внедрения – более 1088 суток.

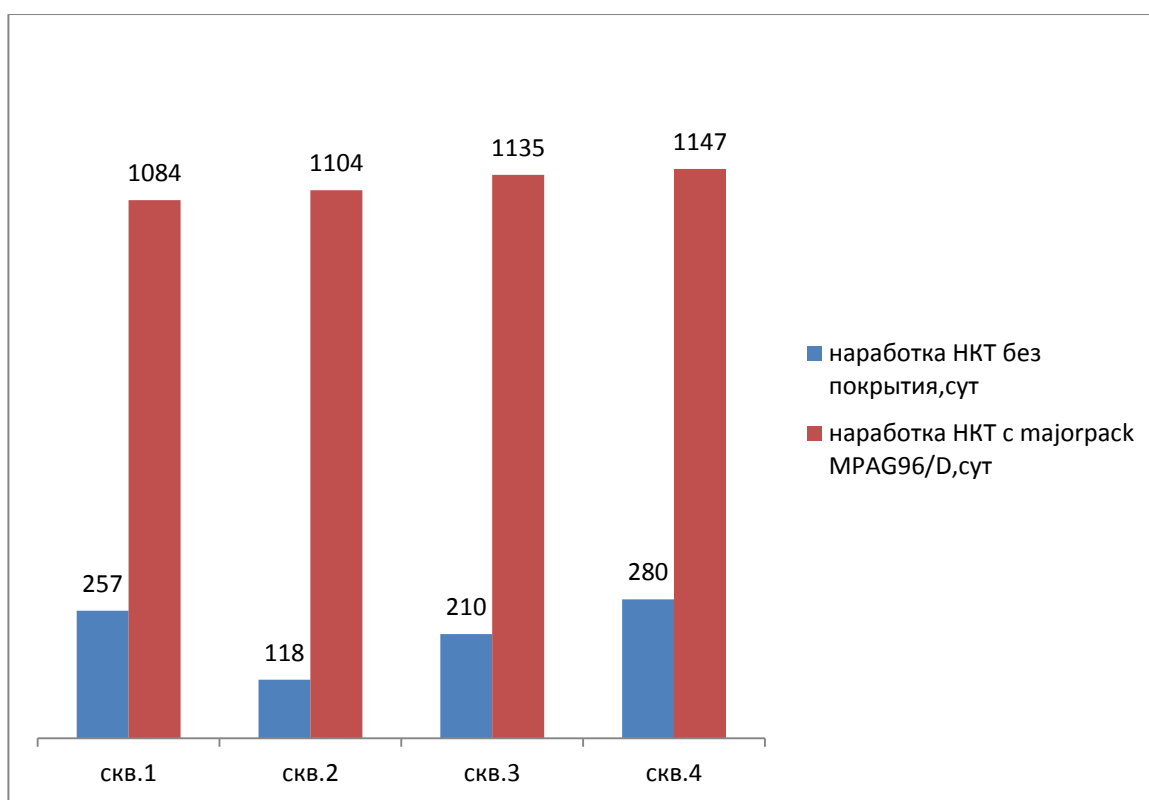


Рисунок 11 – Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPAG96/D в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

На основании полученных результатов НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 (модификация D) были рекомендованы к использованию в скважинах коррозионного фонда, высокодебитных скважинах истирающего фонда ШГН, а также в скважинах, осложненных образованием АСПО. На сегодняшний день покрытие Majorpack MPAG96 (модификация С) также

успешно применяется на пяти месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». За время эксплуатации наработка на отказ по ряду скважин превысила отметку в 1000 суток

Основное предназначение покрытия Majorpack MPLAG 96 – защита от углекислотной коррозии, а также защита НКТ при проведении кислотных обработок. Данное покрытие ориентировано на использование в агрессивных коррозионных средах, не осложненных присутствием больших количеств сероводорода (рисунок 11).

Таблица 9 – Защитное покрытие Majorpack MPLAG96

Ключевые факторы	MPLAG 96
Солевая коррозия	+
Углекислый газ (CO ₂)	+
Сероводород(H ₂ S)	-
Кислотная обработка	+
АСПО	-
Гидрофобность	+
Защита резьбового соединения	+
Температуроустойчивость	>200 °С
Адгезия	12 МПа

На месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» по ряду подконтрольных скважин текущая наработка НКТ с покрытием Majorpack MPLAG96 модификации С превысила 900 суток, в то время как до применения покрытий наработка на отказ составляла от 60 до 150 суток.

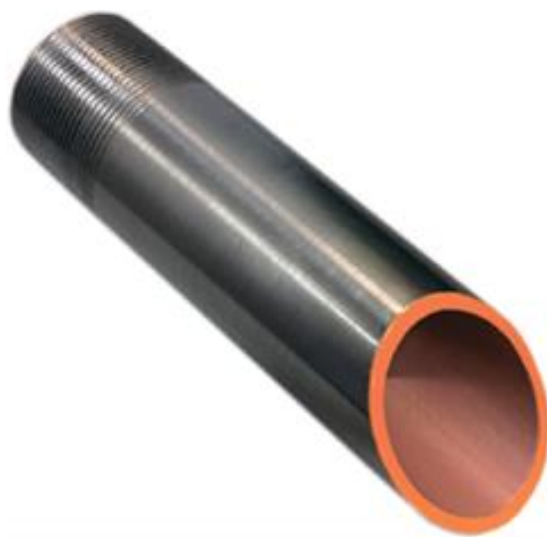


Рисунок 12 – Защитное покрытие Majorpack MPLAG96

ПОКРЫТИЕ MAJORPACK MPLAG33

Система Majorpack MPLAG33 представляет собой следующее поколение защитных покрытий и предназначена для использования в том числе на водозаборном фонде скважин, а также на скважинах системы ППД (рисунок 12). Данное покрытие обладает повышенной гидрофобностью и устойчивостью к солевой коррозии. Максимальная рабочая температура применения MPLAG33 составляет 160°C, адгезия к телу трубы – 10 МПа. Испытания технологии проводились в Томской области.

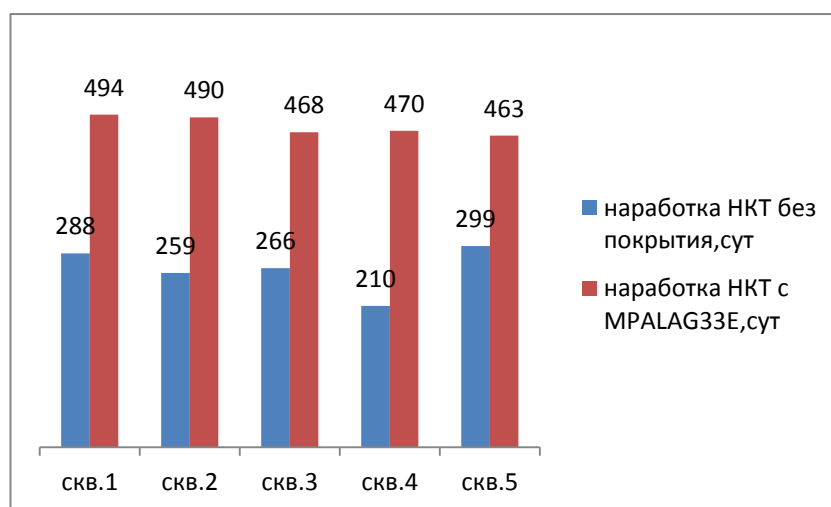


Рисунок 13 – Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPLAG33/E в Томской области

ДУПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТЫ НКТ MAJORPACK GH6S

Одна из последних наших разработок – это дуплексная защитная система Majorpack GH6S, предназначенная специально для погружного оборудования, эксплуатация которого проходит в коррозионно-агрессивных условиях (рисунок13). Внутренняя защитная поверхность выполнена из нержавеющей стали, внешний протекторный слой – из интерметаллида.

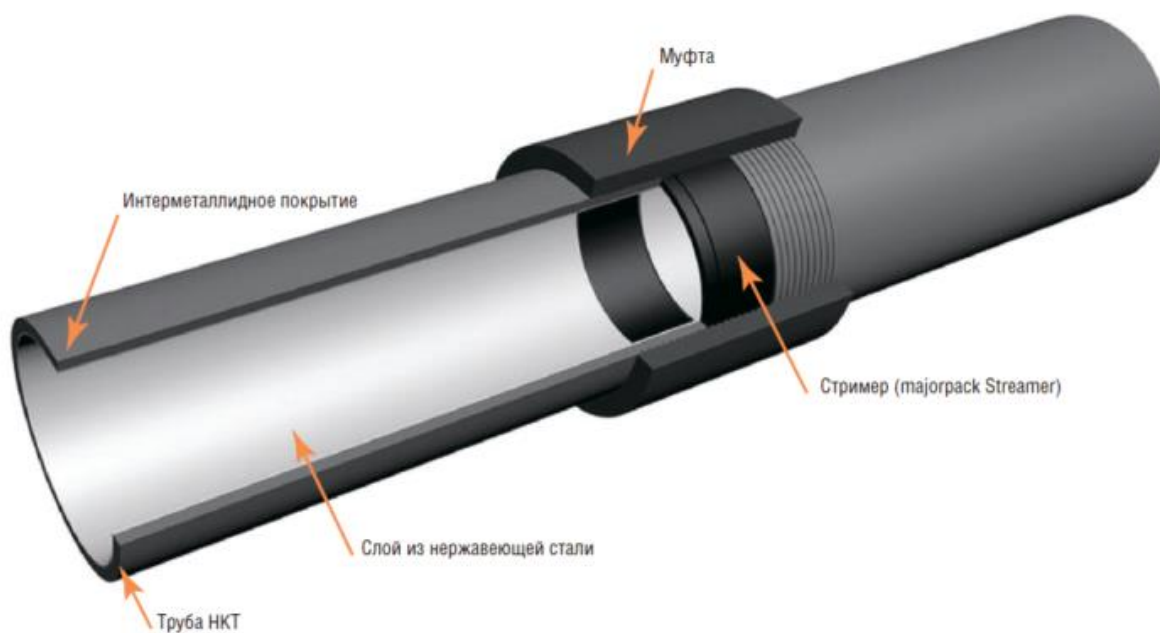


Рисунок 14 – Дуплексная система защиты НКТ Majorpack GH6S

Дуплексная система Majorpack GH6S защищает от коррозии внешнюю и внутреннюю поверхность НКТ и муфт, включая резьбовые соединения и торцы труб, и обеспечивает 100%-ную защиту всей поверхности НКТ. Система обладает высокой устойчивостью к механическим воздействиям и истиранию, а также повышенной износостойкостью. Температуростойкость Majorpack GH6S не ограничена, за счет чего технология выдерживает любые внутренние кислотные и термообработки. Адгезия интерметаллидного слоя составляет 30 МПа, микротвердость – до 5250 МПа.

Система значительно увеличивает ресурс и надежность резьбового соединения, а при использовании предохранительной вставки «Стример» (MajorpackStreamer) обеспечивается дополнительная защита межниппельного пространства от коррозионно-эрозионных явлений.

СТРИМЕР MAJORPACKSTREAMER

Предохранительная деталь MajorpackStreamer (МР «Стример») создана специально для защиты торцевой части ниппеля НКТ, а также для предотвращения коррозии и промыва межниппельного пространства муфты. «Стример» изготовлен из термостойкого армированного пластика, способного выдерживать температуры от -40 до 250°C. Оборудование адаптировано для треугольной резьбы, популярной в российской нефтедобыче, и может менять ширину в зависимости от ширины межниппельного расстояния (от 21 до 26 мм). Применение МР «Стример» актуально при скоростях потока от 5-10 м/с. Способ установки «Стримера» показан на рисунке 15. Оборудование может также устанавливаться в муфты НКТ в заводских условиях.



Рисунок 15 – Установка MajorpackStreamer

Испытания разработки проводились на фонде ООО «Газпромнефть-Восток», где проблема коррозии и промыва межниппельного пространства муфты и ниппелей НКТ стояла достаточно остро. С помощью «Стримера» ее удалось решить. На 134 скважинах с установленными вставками MajorpackStreamer в 2014 году не было зафиксировано ни одного полета или промыва оборудования, тогда как в 2013 году (до применения «Стримеров») имели место восемь полетов и десять промывов.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Филиппову Константину Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых.	Проведение расчета экономии средств вследствие применение различных способов борьбы с коррозией
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материала

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет экономической эффективности методов защиты внутрискважинного оборудования от коррозии	Расчет экономии за счет уменьшения количеств ТиКрс; расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; расчет затрат на реализацию технологии по защите от коррозии.
2. Сравнительная оценка различных методов защиты	Расчет экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.03.2018
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Филиппов Константин Андреевич		29.03.2018

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1. Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

Различные по своей физической природе способы защиты от коррозии различаются и критериями оценки их эффективности (КОЭ). Оценка эффективности ингибиторной защиты

Эффективность ингибиторной защиты (химические метод) принято оценивать такими критериями, как защитное действие (защитный эффект), коэффициент торможения скорости коррозии, остаточная скорость коррозии (ОСК).

Защитное действие (Z) в процентах вычисляют по формуле:

$$Z = \frac{KCK - ОСК}{KCK} \cdot 100\%, \quad (7)$$

где, KCK – контрольная (фоновая) скорость коррозии, $г/м^2$ час или $мм/год$; $ОСК$ – остаточная скорость коррозии в ингибированной среде, $г/м^2$ час или $мм/год$.

Коэффициент торможения скорости коррозии вычисляют по формуле:

$$K = \frac{KCK}{ОСК}, \quad (8)$$

3.2. Оценка эффективности неметаллических покрытий

Эффективность неметаллических покрытий оценивают по:

- внешнему виду;
- толщине;
- диэлектрической сплошности;

- адгезионной прочности (методом решетчатого надреза, методом Х-образного надреза, методом отрыва);
- наблюдением за областью наружной поверхности в месте прилегания трубного ключа и элеватора;
- стойкости к истиранию (абразивному износу);
- прочности при ударе;
- стойкости к химическому воздействию и т. д.

3.3. Оценка эффективности электрохимической защиты и протекторной защиты

Для ЭХЗ критериями оценки эффективности являются защитный потенциал, плотность защитного тока.

Защитным называется потенциал, при котором скорость коррозии металла в определенных условиях окружающей среды принимает самое низкое (насколько это возможно) значение.

Для протекторной защиты КОЭ – величина токоотдачи протектора.

3.4. Оценка эффективности технологических методов защиты

Для технологических методов защиты:

- установление режима, соответствующего минимальному газовому фактору, минимальному выносу песка, минимальной обводненности;
- транспорт газожидкостной смеси в эмульсионном или дисперсионном режиме; недопущение пульсаций, перехода в пробковый (снарядный) режим.

Основные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией

№ п/п	Метод борьбы с коррозией	Критерии оценки эффективности			Примечание
		Название	Единица измерения	Допустимое значение	
1	Ингибиторная защита	Защитное действие	%	≥ 90	
		ОСК	г/м ² час (мм/год)	< 0,1	
2	Неметаллические покрытия	Толщина	мм	В соответствии и с ТУ	
		Адгезия к стали	МПа	В соответствии и с ТУ	
		Диэлектрическая сплошность	кВ/мм	4,0	Электрическое напряжение, при котором отсутствует пробой покрытия
		Износостойкость	мкм/ч	В соответствии и с ТУ	Скорость гидроабразивного изнашивания в потоке абразивосодержащей жидкости
3	Металлизационные покрытия	микротвердость прочность сцепления пористость	НВ МПа %	В соответствии и с ТУ	
4	Электрохимзащита	Защитный потенциал	В	-0,85... -1,15	Относительно медно-сульфатного электрода
5	Сталь, легированная сталь	Скорость коррозии	мм/год	< 0,1	В модельных средах

3.5. Сравнительная оценка разных методов защиты

3.5.1. Единый критерий сравнительной оценки

Индивидуальные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией должны использоваться на стадии выбора метода

защиты, с учетом критериев применимости. В дальнейшем, при проведении ОПИ и промышленном применении способа защиты от коррозии, необходимо выбрать универсальный КОЭ, тем более, что могут быть использованы комбинированные технологии.

Таковыми критериями в отношении ГНО являются: увеличение наработки на отказ по причине коррозии (коэффициент увеличения наработки на отказ) и (или) увеличение срока МРП (коэффициент увеличения МРП). Коэффициент увеличения средней наработки на отказ по причине коррозии определяется из соотношения:

$$КСНО = СНО_{пк} / СНО_0, \quad (9)$$

где, КСНО - коэффициент увеличения средней наработки; $СНО_0$ - средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут; $СНО_{пк}$ - средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

Обобщающим критерием оценки эффективности технологии в конечном счете является экономическая эффективность. Технология является экономически эффективной, если затраты на ее применение ниже, чем дополнительная экономия от применения.

Экономия от применения технологии, связанной с увеличением СНО, складывается из следующих элементов:

- экономии за счет снижения количества $ТиКРС$ ($\mathcal{E}_{ТиКРС}$);
- экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти за счет сокращения простоев скважин ($\mathcal{E}_{дд}$);
- экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования ($\mathcal{E}_{эо}$).

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{ТиКРС} + \mathcal{E}_{дд} + \mathcal{E}_{эо}, \quad (10)$$

3.5.2. Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета отражены в таблице 11. Перед проведением расчета, таблицу следует заполнить последними данными. Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины.

В качестве данных по стоимости коррозионностойкого НКТ вставляются данные по трубам конкретного типа, примененного по данной скважине.

С учетом возможного изменения дозировки ингибитора коррозии в течение года, в таблицу вставляют данные по среднему расходу ингибитора.

Потери по нефти рассчитываются как произведение суточного дебита скважины по нефти на период простоя скважины на ремонте с учетом ожидания ремонта.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозна- чение	Величи на
1	Стоимость ТиКРС	руб/час.	$C_{\text{ТиКРС}}$	84689,23
2	Средняя продолжительность ТиКРС	сут (сут.)	$T_{\text{ТиКРС}}$	5
3	Среднее МРП	сут	МРПб	275
4	Средняя стоимость ТиКРС	руб.	$C_{\text{ТиКРС}}$	1100000
5	Стоимость «черной» НКТ	руб./тн	$C_{\text{чт}}$	84000
6	Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении	руб/тн	$C_{\text{гно}}$	3376098
7	Стоимость погружного кабеля в обычном исполнении,	руб/км	$C_{\text{каб}}$	340000
8	Стоимость ингибитора,	руб/тн	$C_{\text{и}}$	200000
9	Стоимость коррозионностойкой НКТ	руб/тн	$C_{\text{кст}}$	128320
10	Стоимость НКТ с покрытием	руб./тн	$C_{\text{НКТп}}$	98000

Продолжение таблицы 11:

11	Стоимость катодной защиты	руб.	$C_{КЗ}$	145000
12	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении	руб./шт.	$C_{КГНО}$	5000000
13	Стоимость погружного кабеля в коррозионно-стойком исполнении	руб./шт	$C_{ККС}$	395000
14	Средняя глубина спуска УЭЦН	м	L	2200
15	Средний расход ингибитора	г/м ³	p	255
16	Дебит жидкости	м ³ /сут	$Q_{ж}$	314
17	Обводненность	%	B	92
18	Потери по нефти	тн/год		2261
19	Стоимость нефти	тыс.руб/тн	C_H	17000

3.5.3. Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС

Для расчета экономии за счет снижения количества ТиКРС, на первом этапе необходимо сравнить среднее количество ТиКРС в базовом периоде и среднее расчетное количество ТиКРС в ходе применения метода защиты.

$$\Delta K_{\text{ТиКРС}} = K_{\text{б}} - K_{\text{з}} = 1,3 - 1,14 = 0,16, \quad (11)$$

где, $\Delta K_{\text{ТиКРС}}$ – изменение числа ТиКРС в год; $K_{\text{б}}$ – число ТиКРС в год в базовом периоде (до применения метода защиты); $K_{\text{з}}$ – число ТиКРС в год в период применения метода защиты.

3.5.4. Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом период

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из межремонтного периода среднего до проведения мероприятий и средней продолжительности операции ТиКРС.

$$K_6 = \frac{365}{MP\bar{Пб} + T_{\text{ТиКРС}}} = \frac{365}{275+5} = 1,3, \quad (12)$$

где, K_6 – количество ремонтов в год в базовом периоде; $MP\bar{Пб}$ – межремонтный период в базовом периоде; $T_{\text{ТиКРС}}$ – средняя продолжительность ТиКРС.

3.5.5. Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности операции ТиКРС.

$$K_3 = \frac{365}{MP\bar{П}_{\text{дпз}} + T_{\text{ТиКРС}}} = \frac{365}{314+5} = 1,14, \quad (7)$$

где, K_3 – количество ремонтов в год в период защиты; $MP\bar{П}_{\text{дпз}}$ – межремонтный период, достигнутый в период защиты; $T_{\text{ТиКРС}}$ – средняя продолжительность ТиКРС.

3.5.6. Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС:

$$\mathcal{E}_{\text{ТиКРС}} = \Delta K_{\text{ТиКРС}} * C_{\text{ТиКРС}} = (K_6 - K_3) * C_{\text{ТиКРС}} = (1,3 - 1,14) * 1100000 = 176490, \quad (8)$$

где, $\mathcal{E}_{\text{ТиКРС}}$ – экономия за счет сокращения числа ТиКРС; $\Delta K_{\text{ТиКРС}}$ – снижение

числа $T_{иКРС}$ в год; $C_{иКРС}$ — средняя стоимость одного ремонта.

3.5.7. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которую мы получили, сократив простой скважин в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин в период $T_{иКРС}$ — величина, равная произведению изменения числа $T_{иКРС}$ в год на среднюю продолжительность одного ремонта, на производительность скважины по нефти (переведенной в весовые показатели) и на стоимость нефти.

$$\mathcal{E}_{од} = \Delta K_{иКРС} * T_{иКРС} * Q_n * \rho * C_n = (1,3-1,14) * 5 * 25,12 * 0,840 * 17000 = 287769, \quad (9)$$

где, $\mathcal{E}_{од}$ — экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; $\Delta K_{иКРС}$ - изменение числа $T_{иКРС}$ в год; $T_{иКРС}$ — средняя продолжительность одного ремонта; Q_n — дебит скважины по нефти; ρ — плотность нефти; C_n — стоимость нефти;

В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в 1 м^3 жидкости.

$$Q_n = Q_{ж} * (1 - B) = 314 * (1 - 0,92) = 25,12, \quad (10)$$

где, Q_n — производительность скважины по нефти; $Q_{ж}$ — производительность скважины по жидкости; B - коэффициент обводненности.

3.5.8. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования

При расчете экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования, следует учитывать направленность защитных мероприятий, какой именно объект находится под защитой.

Различные методы защиты ГНО от коррозии способны выполнять защиту не всего глубинонасосного оборудования. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 12.

При выборе технологии защиты в первую очередь учитываются защищаемые данной технологией зоны оборудования.

Для примера в таблице цветом обозначены зоны наиболее наибольшего распространения процессов коррозии.

При применении сочетания различных методов оценивается результат совместного применения методов с учетом совокупных затрат на реализацию всех методов комплекса.

Для каждого из случаев применения технологий защиты регистрируется продолжительность работы оборудования в период до начала реализации метода защиты, причем учитываются только случаи отказов оборудования по причине коррозии.

Учитывая тот факт, что скорость коррозии изменяется за период эксплуатации скважины (например, в начальный период она может быть минимальна) в зависимости от темпа роста обводненности продукции, при расчете принимают только продолжительность работы оборудования непосредственно перед началом реализации метода защиты.

Не исключен случай, когда в результате применения труб в коррозионно-стойком исполнении наработка оборудования на отказ не увеличивается из-за снижения предела текучести металла при добавлении присадок, увеличивающих коррозионную стойкость. Другими словами-

аварии с НКТ продолжают теперь не по причине снижения прочности из-за коррозии, а по причине снижения прочности из-за легирующих добавок в состав металла. В этом случае продолжительность эксплуатации подвески труб в целом увеличивается, а экономия за счет снижения числа ремонтов не достигается, поскольку число аварий с НКТ не уменьшается.

Таблица 12 – Объекты защиты при применении разных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты ГНО от коррозии	Эксплуатационная колонна	Внутренняя поверхность НКТ	Внешняя поверхность НКТ	Броня кабеля	Резьбовые соединения труб	ПЭД	Секции насоса
1	Периодическое дозирование ингибитора затрубное пространство в	+	+	+	+	+	-	+
2	Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД	-	+	-	-	+	+	+
3	Совмещение методов 1 и 2	+	+	+	+	+	+	+
4	Катодная защита	+	-	+	+	-	+	+
5	Трубы из коррозионностойкого материала	-	+	+	-	-	-	-
6	Трубы с изолирующим покрытием	-	+	+	-	-	-	-
7	Коррозионностойкое исполнение погружного оборудования (УЭЦН+ПЭД)	-	-	-	-	-	+	+
8	Погружной кабель в коррозионностойком исполнении	-	-	-	+	-	-	-

Общая экономия вычисляется как сумма экономий от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода.

$$\mathcal{E}_{\text{эо}} = \mathcal{E}_{\text{нкт}} + \mathcal{E}_{\text{нас}} + \mathcal{E}_{\text{пэд}} + \mathcal{E}_{\text{каб}} = 862812 + 19874833 + 3515582 = 24253227, \quad (11)$$

где, $\mathcal{E}_{\text{эо}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования; $\mathcal{E}_{\text{нкт}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ; $\mathcal{E}_{\text{нас}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса; $\mathcal{E}_{\text{пэд}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя; $\mathcal{E}_{\text{каб}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля.

Число слагаемых в данной формуле может изменяться в зависимости от количества объектов, находящихся под защитой (смотреть таблицу 12).

В отдельных случаях может быть рассчитана экономия затрат на ремонт эксплуатационной колонны.

Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля

$$\mathcal{E}_{\text{нкт(нас, пэд, каб)}} = 365 * \left(\frac{G_6 * C_{\text{чч}}(\text{гно, каб})}{\text{МРПб}} - \frac{G_3 * C_{\text{кст(нктп, кгн, ккс)}}}{\text{МРПдпз}} \right) = \quad (12)$$

$$365 * \frac{(20 * (84000 + 3376098 + 340000))}{275} - \frac{(12 * (5500000 + 395000 + 128320))}{314} = 24253227$$

где, G_6 – процент выбраковки базового оборудования; G_3 – процент выбраковки защищаемого оборудования; $C_{\text{чч(гно, каб)}}$ – стоимость черной НКТ (УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении, кабель в обычном исполнении); $C_{\text{кст(нктп, кгн, ккс)}}$ – стоимость коррозионно-стойкой НКТ (НКТ с покрытием, коррозионно-стойкое исполнение УЭЦН+ПЭД, коррозионностойкое исполнение кабеля); $\text{МРП}_{\text{дпз}}$ – межремонтный период, достигнутый в период защиты; МРПб – межремонтный период в базовом периоде.

3.5.9. Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии

Расчет общих затрат на применение технологий $Z_{\text{общ}}$, тыс. руб.:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{тех}} + Z_{\text{инг}} = 5621320 + 5845110 = 11466430, \quad (13)$$

Затраты на реализацию технологии ($Z_{\text{тех}}$) защиты от коррозии определяются стоимостью УДЭ, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

Расчет затрат на химические реагенты (ингибиторы) $Z_{\text{инг}}$ в год, тыс. руб.:

$$Z_{\text{инг}} = 365 * Q_{\text{ж}} * p * C_{\text{инг}} * 10^{-6} = 365 * 314 * 255 * 200000 * 10^{-6} = 5845110, \quad (14)$$

где, $Q_{\text{ж}}$ – дебит по жидкости, м^3 ; p – дозировка ингибитора коррозии, $\text{г}/\text{м}^3$; $C_{\text{инг}}$ – стоимость ингибитора, тыс. руб./т.

3.5.10. Расчет экономического эффекта

Экономический эффект ΔNPV от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение, руб.

$$\Delta\text{NPV} = \Xi_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}} = 24717485 - 11466430 = 13251055 \quad (15)$$

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Филиппов Константин Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является коррозия нефтегазопромыслового оборудования. Область применения: нефтегазодобывающими компаниями для добычи нефти и газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия работ предупреждению и борьбе с коррозией нефтепромыслового оборудования на атмосферу и гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, пожара его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <ul style="list-style-type: none"> • специальные правовые нормы

	<p>трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</p> <ul style="list-style-type: none"> • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2018
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		30.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Филиппов Константин Андреевич		30.03.2018

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На месторождении при защите нефтегазопромыслового оборудования от коррозии большое внимание уделяют безопасности и экологичности проводимых работ.

4.1 Производственная безопасность

Основным способом борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования на нефтяных и газовых месторождениях месторождений Западной Сибири на сегодняшний день является закачка ингибиторов в скважину.

В процессе закачки ингибиторов в скважину могут возникать различные опасности и ЧС, такие как утечки химических реагентов, загрязнение атмосферы, пожаро- и взрывоопасность.

Поэтому очень важно контролировать безопасность выполняемых работ для предотвращения возникновения опасностей и ЧС.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении закачки ингибиторов

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Работа по закачке поверхностно-активных веществ;	1.Отклонение показателей микроклимата на рабочем месте 2.Превышение уровней шума на рабочем месте; 3.Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми.	1.Поражение электрическим током	ГОСТ 12.4.011–89 ГОСТ 12.1.019–2009 ГОСТ 12.1.003–83 ГОСТ 12.1.005–88 ГОСТ Р 51330.0-99 СанПиН 2.2.4.548-96

4.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснования мероприятий по их устранению

4.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Требования к температуре: средняя предельная температура, ниже которой не могут производиться работы устанавливается 30°C ниже нуля. Для работников при наличии обогревательных пунктов 35°C ниже нуля при безветренной погоде.

Требования к ветру: запрещается проведение спускоподъемных операций при скорости ветра 20 м/с и более, во время ливня, потере видимости при тумане и снегопаде (в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401 "О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору").

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

4.2.2 Превышение уровней шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

При защите нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, уровень шума может достигать до 300 дБА. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Следовательно, для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

- Коллективные средства защиты: борьба с шумом в самом источнике; борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны ((постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).
- Средства индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши (согласно СП 51.13330.2011).

4.2.3 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, раствор 4 класса опасности. При защите нефтегазопромыслового оборудования от коррозии используют химические реагенты, которые могут загрязнять почву и воздух.

Нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Пары нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении

газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³ (согласно СО 05-06-АКТНП-005-2005).

Для защиты здоровья, работники должны быть обеспечены защитной одеждой, маски (согласно ГОСТ 12.4.011-89).

4.2.4 Тяжесть и напряженность физического труда

В связи со сложной технологией очистки резервуаров, состояние работников сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть обеденный перерыв (13⁰⁰ – 14⁰⁰) ,а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска. Ссылки?

4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

4.3.1 Электрический ток

Воздействие электрических сетей на человека и окружающую материальную среду многообразно. Значительную опасность представляют электрические сети для людей, оказавшихся в условиях непосредственного контакта с сетями.

При коротком замыкании в электрических сетях с образованием электрической дуги возможно возникновение возгораний горючих веществ, приводящее к пожарам и взрывам, травмированию обслуживающего персонала и посторонних лиц, оказавшихся в зоне влияния дуги.

Прохождение тока может вызывать у человека раздражение и повреждение различных органов. Электрический ток оказывает действие на нервные клетки, кровеносные сосуды и кровь, а также на сердце, головной

мозг, органы дыхания и т.д. Наиболее часто в результате поражения током встречаются следующие явления: судороги, фибрилляция сердца, прекращение дыхания, паралич сердца и ожоги.

Минимальная величина тока, при котором возникает судорожное сокращение мышц, называют пороговыми не отпускающим током. Его значение для переменного тока частотой 50 Гц лежит в пределах 6-16 мА. Дальнейший рост переменного тока частотой 50 Гц сопровождается его воздействиями на человека, показанными в таблице 14.

Таблица 14 – Влияние силы переменного тока на человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
>300	Паралич сердца

Важными факторами, влияющими на результат воздействия электрического тока на человека, являются следующие факторы:

- род тока и частота;
- путь прохождения тока;

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;

- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение силы тока в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

4.3.2 Экологическая безопасность

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по замене и ремонту нефтегазопромыслового оборудования и прилегающих к ней территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий при ремонте или замене нефтегазопромыслового оборудования.

В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтегазопромыслового

оборудования. Загрязнение воды нефтью затрудняет все виды водопользования. Исследования показывают, что 1 г нефти портит 100 литров воды.

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боновыми заграждениями, затем убирается с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

Нефть, разлившаяся на поверхности льда, должна быть собрана механическим или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена для дальнейшей утилизации.

Загрязнение грунтовой среды происходит с момента возникновения утечки до ее устранения. Разлившуюся нефть отводят в естественные понижения местности, защитные амбары, траншеи или сооружают земляные дамбы. Это выполняют наряду с основными работами по ликвидации аварии. В случаях, когда работы по ликвидации аварий выполняются со значительным опозданием, глубина загрязнения в результате инфильтрации нефти существенно возрастает, что вызывает соответственно увеличение объема и стоимости рекультивации.

Рекультивация земель – это комплекс работ, направленный на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий

окружающей среды. Рекультивация проводится с учетом местных природно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения ландшафта, назначения участка грунта и требований нормативной документации РД «Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте МН».

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

4.3.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спуско - подъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газозодушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления
- график и схему по отбору проб газовой среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения, создания условий, повышающих устойчивую работу предприятий в военное время.

Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются:

- Осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения от ядерного, химического и биологического оружия.
- Проведение мероприятий, повышающих устойчивость работы предприятий энергетики, транспорта и связи в военное время.
- Обеспечение надежной действующей системы оповещения и связи.

- Общее обучение рабочих, служащих, населения мерам защиты от оружия массового поражения.

Особенностью организации гражданской обороны в НГДУ является специфика производства, связанная с добычей нефтяного стратегического сырья.

Спецификой производства являются:

- непрерывный цикл производства;
- повышенная газовзрываемость объектов НГДУ;
- необходимость поддержания пластового давления.

В основу боевой подготовки формирований гражданской обороны положены практические и тактико-специальные занятия. Проводятся двадцати часовые занятия по программе обязательного обучения и по специальной подготовке в каждой службе гражданской обороны. В настоящее время в НГДУ укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, группы связи, отряды сандружины, аварийно-технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями.

4.3.4 Пожароопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно

превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

Основным средством тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены средней кратности, получаемые из пенообразователей общего и специального назначения и пены низкой кратности из пенообразователей специального назначения.

Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами:

- основное тушение пеной общей площади пожара, с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения;
- основное тушение порошком небольших очагов горения, затем подача пены для предотвращения повторного воспламенения участков.

Комбинированный метод тушения применяется в тех случаях, когда тушение одним огнетушащим веществом не достигается.

Компактные и распыленные струи воды используются, в основном, для защиты от теплового воздействия пожара. Компактные струи воды применяются также для смыва горючей жидкости.

При комбинированном способе тушения интенсивность подачи огнетушащих веществ такая же, как и при индивидуальном их использовании.

4.3.5 Взрывоопасность

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах

облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС.

Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Предельно - допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы, например анализатор-течеискатель АНТ-3М предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м^3) или объемных величинах (% об.).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском. Первичный контроль воздушной среды должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры – в присутствии ответственного за проведение работ.

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Таблица 16 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожаро- опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожаро- опасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожаро- опасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовой среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по устранению и предотвращению коррозии проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод - особая форма осуществления

трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Максимизация наработки на отказ промышленного оборудования является одной из приоритетных задач в процессе эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. В условиях осложненной добычи, средняя наработка на отказ в несколько раз ниже заявленного срока службы завода-изготовителя оборудования. Это связано, в том числе и с коррозией.

Как показывает опыт эксплуатации месторождений Западной Сибири с развитой проблемой коррозии, 90 % коррозионных отказов связано с коррозией внутренней поверхности труб НКТ. Коррозия развивается по механизму углекислотной коррозии. Случаи коррозии внешней поверхности НКТ, случаи электрохимической коррозии достаточно редки.

В этих условиях применяемые решения по защите достаточно типовые: использование насосно-компрессорных труб в коррозионностойком исполнении приемлемо для большинства случаев скважин коррозионного фонда.

В то же время на практике часто приходится иметь дело с тотальным коррозионным поражением скважин отдельных месторождений. Месторождения, число осложненных скважин которых превышает 5 % от действующего фонда добывающих скважин, считаются месторождениями с массовым распространением проблемы коррозии.

В промысловых условиях процесс коррозии протекает при совместном одновременном действии ряда факторов (осадкообразование, высокая скорость газожидкостной среды, эрозионный износ осадка механическими примесями, появление щелевых локальных зон, изменение температурного режима в зоне ПЭД). Следовательно, скорость коррозии также зависит от совместного влияния множества факторов: гидродинамических (скорость потока, режим течения), химических (ионный состав воды, минерализация, pH, наличие O₂, H₂S), микробиологических, эрозионных, а также напряженно-деформированного состояния металла.

Вопрос разработки мер защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования является немаловажным, так как борьба с коррозией – это продление срока службы нефтегазопромыслового оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, улучшение технико-экономических показателей добычи и подготовки нефти на промыслах.

Современная защита металлов от коррозии базируется на следующих методах:

- повышение химического сопротивления конструкционных материалов;
- изоляция поверхности металла от агрессивной среды;
- понижение агрессивности производственной среды;
- снижение коррозии наложением внешнего тока (электрохимическая защита).

Выбор метода защиты производится по отношению к каждой скважине индивидуально, с учетом особенностей работы скважины, зафиксированного типа коррозионных разрушений и установленной зоны коррозионных разрушений.

Проблема коррозии внутрискважинного оборудования может не проявлять себя до момента увеличения обводненности продукции, но возможность ее возникновения легко прогнозируется при проектировании.

Таким образом, значительно целесообразнее производить планирование мероприятий по борьбе с возможной проблемой на стадии проектирования. Исходными данными могут являться получение и использование сведений о коррозионной агрессивности компонентов пластовых флюидов.

Список используемых источников:

1. Гречнев Н.П., Кузнецов Н.П. Опыт применения ингибитора коррозии «Север-1» для защиты нефтепромыслового оборудования системы ППД / Проблемы защиты нефте- и газопромыслового оборудования и сооружений от коррозии: Тез.докл. Всесоюзн. научно-техн. совещ. - Тюмень. - 1983.-С. 26-27
2. Роде Ф. Л.. Измерение скорости коррозии внутренней поверхности труб. / OilandGasJ. - 1957. - 55.-Vol. 55. - No. 26. - P. 147 - 149. // РЖХимия. - 1958. - 36636.
3. Лабораторные исследования коррозии, вызываемые водой, содержащейся в малосернистой нефти. / Corrosion. - 1957. - Vol.13. - No. 11.—P.69-71. //РЖХимия. - 1959. - 15713.
4. Роднерс В.Ф. Определение величины рН воды нефтяных скважин. / Corrosion. - 1956. - Vol.12. - No. 12. - P. 19 - 25. // РЖХимия. - 1957.
5. Ингибиторы коррозии металлов. Сборник научных трудов МГПИ им. В.И. Ленина (Кафедра общей и аналитической химии) 1979, 123-124с.
6. СаакиянЛ.С., Ефремов А.П., Соболева И.А. и др. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. Справочник рабочего - М.: Недра, 1985.-С.206.
7. Тюльпаков Д.Б., Биккинеев Р.Х., Галахов М.В. Синтез амидо-эфиров фосфорной кислоты на основе фторированных эфиров / РЖХимия. - 1990. - 19Ж464.
8. Микробная коррозия и ее возбудители / Андреюк Е.И., Билай В.И., Коваль Э.З., Козлова И.А. - Киев: Наукова думка. - 1980. - С. 288.
9. Некоторые аспекты борьбы с микробиологической коррозией нефтепромыслового оборудования и трубопроводов / И.В. Стрижевский // Серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности». - М.: ВНИИОЭНГ. - 1979. - С. 56.

10. Саакиян Л.С. Ефремов А.П. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. М., Недра, 1982г., 227с.
11. Гетманский М.Д., Еникеев Э.Х. Электрохимические методы подбора и оценки эффективности ингибиторов коррозии для высокоагрессивных сред. М., РНТС ВНИИОНГ. Обзорная информация. «Борьба с коррозией и охрана окружающей среды» 1986, вып.9, 71с.
12. Миронов Е.А. Закачка сточных вод нефтяных месторождений в продуктивные и поглощающие горизонты. М., Недра, 1986, 169с.
13. Гоник А.А. Динамика и предупреждение нарастания коррозионности сульфатсодержащей пластовой жидкости в ходе разработки нефтяных месторождений. Защита металлов, 1998, т.34, №6, 656-660с.
14. Медведев А.П. //Безопасность труда в промышленности 1997. №2 4с.
15. Иванов Е.С., Завьялов В.В. //III Международный Конгресс «Защита -98». Тез.докл. секция №3. М., июнь (8-11) 1998. 43с.
16. Сорокин Г.М., Ефремов А.П., Саакиян Л.С. Коррозионно-механическое изнашивание сталей и сплавов. Нефть и газ, 2002г 105-165с
17. Причины и предупреждение локальной коррозии нефтепромыслового оборудования. «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности» обзорная информация ВНИИОНГ, М., 1980
18. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
21. СП 51.13330.2011. Защита от шума.